

**NORME  
INTERNATIONALE  
INTERNATIONAL  
STANDARD**

**CEI  
IEC**

**61724**

Première édition  
First edition  
1998-04

---

---

**Surveillance des qualités de fonctionnement  
des systèmes photovoltaïques –  
Recommandations pour la mesure,  
le transfert et l'analyse des données**

**Photovoltaic system performance monitoring –  
Guidelines for measurement,  
data exchange and analysis**



Numéro de référence  
Reference number  
CEI/IEC 61724:1998

## Numéros des publications

Depuis le 1er janvier 1997, les publications de la CEI sont numérotées à partir de 60000.

## Publications consolidées

Les versions consolidées de certaines publications de la CEI incorporant les amendements sont disponibles. Par exemple, les numéros d'édition 1.0, 1.1 et 1.2 indiquent respectivement la publication de base, la publication de base incorporant l'amendement 1, et la publication de base incorporant les amendements 1 et 2.

## Validité de la présente publication

Le contenu technique des publications de la CEI est constamment revu par la CEI afin qu'il reflète l'état actuel de la technique.

Des renseignements relatifs à la date de reconfirmation de la publication sont disponibles dans le Catalogue de la CEI.

Les renseignements relatifs à des questions à l'étude et des travaux en cours entrepris par le comité technique qui a établi cette publication, ainsi que la liste des publications établies, se trouvent dans les documents ci-dessous:

- **«Site web» de la CEI\***
- **Catalogue des publications de la CEI**  
Publié annuellement et mis à jour régulièrement (Catalogue en ligne)\*
- **Bulletin de la CEI**  
Disponible à la fois au «site web» de la CEI\* et comme périodique imprimé

## Terminologie, symboles graphiques et littéraux

En ce qui concerne la terminologie générale, le lecteur se reportera à la CEI 60050: *Vocabulaire Electrotechnique International* (VEI).

Pour les symboles graphiques, les symboles littéraux et les signes d'usage général approuvés par la CEI, le lecteur consultera la CEI 60027: *Symboles littéraux à utiliser en électrotechnique*, la CEI 60417: *Symboles graphiques utilisables sur le matériel. Index, relevé et compilation des feuilles individuelles*, et la CEI 60617: *Symboles graphiques pour schémas*.

\* Voir adresse «site web» sur la page de titre.

## Numbering

As from 1 January 1997 all IEC publications are issued with a designation in the 60000 series.

## Consolidated publications

Consolidated versions of some IEC publications including amendments are available. For example, edition numbers 1.0, 1.1 and 1.2 refer, respectively, to the base publication, the base publication incorporating amendment 1 and the base publication incorporating amendments 1 and 2.

## Validity of this publication

The technical content of IEC publications is kept under constant review by the IEC, thus ensuring that the content reflects current technology.

Information relating to the date of the reconfirmation of the publication is available in the IEC catalogue.

Information on the subjects under consideration and work in progress undertaken by the technical committee which has prepared this publication, as well as the list of publications issued, is to be found at the following IEC sources:

- **IEC web site\***
- **Catalogue of IEC publications**  
Published yearly with regular updates (On-line catalogue)\*
- **IEC Bulletin**  
Available both at the IEC web site\* and as a printed periodical

## Terminology, graphical and letter symbols

For general terminology, readers are referred to IEC 60050: *International Electrotechnical Vocabulary* (IEV).

For graphical symbols, and letter symbols and signs approved by the IEC for general use, readers are referred to publications IEC 60027: *Letter symbols to be used in electrical technology*, IEC 60417: *Graphical symbols for use on equipment. Index, survey and compilation of the single sheets* and IEC 60617: *Graphical symbols for diagrams*.

\* See web site address on title page.

**NORME  
INTERNATIONALE  
INTERNATIONAL  
STANDARD**

**CEI  
IEC  
61724**

Première édition  
First edition  
1998-04

---

---

**Surveillance des qualités de fonctionnement  
des systèmes photovoltaïques –  
Recommandations pour la mesure,  
le transfert et l'analyse des données**

**Photovoltaic system performance monitoring –  
Guidelines for measurement,  
data exchange and analysis**

© IEC 1998 Droits de reproduction réservés — Copyright - all rights reserved

Aucune partie de cette publication ne peut être reproduite ni utilisée sous quelque forme que ce soit et par aucun procédé, électronique ou mécanique, y compris la photocopie et les microfilms, sans l'accord écrit de l'éditeur.

No part of this publication may be reproduced or utilized in any form or by any means, electronic or mechanical, including photocopying and microfilm, without permission in writing from the publisher.

International Electrotechnical Commission  
Telefax: +41 22 919 0300

e-mail: [inmail@iec.ch](mailto:inmail@iec.ch)

3, rue de Varembé Geneva, Switzerland  
IEC web site <http://www.iec.ch>



Commission Electrotechnique Internationale  
International Electrotechnical Commission  
Международная Электротехническая Комиссия

CODE PRIX  
PRICE CODE

**R**

*Pour prix, voir catalogue en vigueur  
For price, see current catalogue*

## SOMMAIRE

	Pages
AVANT-PROPOS .....	4
INTRODUCTION .....	6
Articles	
1 Domaine d'application .....	8
2 Références normatives.....	8
3 Paramètres mesurés .....	8
4 Méthode de surveillance.....	12
4.1 Mesurage de l'éclairement.....	12
4.2 Mesure de la température de l'air ambiant.....	12
4.3 Mesure de la vitesse du vent.....	12
4.4 Mesure de la température du module .....	14
4.5 Mesure de la tension et du courant.....	14
4.6 Mesure de la puissance électrique.....	14
4.7 Système d'acquisition de données.....	14
4.8 Intervalle d'échantillonnage .....	14
4.9 Traitement des données.....	16
4.10 Intervalle d'enregistrement, $\tau_r$ (exprimé en heures) .....	16
4.11 Période de surveillance .....	16
5 Documentation.....	16
6 Format des données .....	16
6.1 En-tête séparé avec plusieurs enregistrements de données.....	18
6.2 Format d'enregistrement unique .....	20
7 Vérification des données .....	20
8 Paramètres dérivés .....	20
8.1 Exposition énergétique globale.....	22
8.2 Quantités d'énergie électrique .....	26
8.3 Performance des composants hors champ photovoltaïque (BOS) .....	26
8.4 Indices de performances du système.....	28
Annexe A (informative) Méthode suggérée de contrôle du système d'acquisition de données .....	34
Figure 1 – Paramètres à mesurer en temps réel.....	12
Tableau 1 – Paramètres à mesurer en temps réel.....	10
Tableau 2 – Paramètres dérivés .....	24

## CONTENTS

	Page
FOREWORD .....	5
INTRODUCTION .....	7
Clause	
1 Scope.....	9
2 Normative references.....	9
3 Measured parameters .....	9
4 Monitoring method .....	13
4.1 Measurement of irradiance .....	13
4.2 Measurement of ambient air temperature.....	13
4.3 Measurement of wind speed .....	13
4.4 Measurement of module temperature.....	15
4.5 Measurement of voltage and current .....	15
4.6 Measurement of electrical power.....	15
4.7 Data acquisition system .....	15
4.8 Sampling interval.....	15
4.9 Data processing operation .....	17
4.10 Recording interval, $\tau_r$ (expressed in hours).....	17
4.11 Monitoring period.....	17
5 Documentation .....	17
6 Data format .....	17
6.1 Separate header with multiple data records.....	19
6.2 Single record format .....	21
7 Check of data quality .....	21
8 Derived parameters .....	21
8.1 Global irradiation .....	23
8.2 Electrical energy quantities .....	27
8.3 BOS component performance .....	27
8.4 System performance indices.....	29
 Annex A (informative) A suggested method of checking the data acquisition system .....	 35
 Figure 1 – Parameters to be measured in real time .....	 13
 Table 1 – Parameters to be measured in real time .....	 11
Table 2 – Derived parameters.....	25

## COMMISSION ÉLECTROTECHNIQUE INTERNATIONALE

---

### **SURVEILLANCE DES QUALITÉS DE FONCTIONNEMENT DES SYSTÈMES PHOTOVOLTAÏQUES – RECOMMANDATIONS POUR LA MESURE, LE TRANSFERT ET L'ANALYSE DES DONNÉES**

#### AVANT-PROPOS

- 1) La CEI (Commission Electrotechnique Internationale) est une organisation mondiale de normalisation composée de l'ensemble des comités électrotechniques nationaux (Comités nationaux de la CEI). La CEI a pour objet de favoriser la coopération internationale pour toutes les questions de normalisation dans les domaines de l'électricité et de l'électronique. A cet effet, la CEI, entre autres activités, publie des Normes internationales. Leur élaboration est confiée à des comités d'études, aux travaux desquels tout Comité national intéressé par le sujet traité peut participer. Les organisations internationales, gouvernementales et non gouvernementales, en liaison avec la CEI, participent également aux travaux. La CEI collabore étroitement avec l'Organisation Internationale de Normalisation (ISO), selon des conditions fixées par accord entre les deux organisations.
- 2) Les décisions ou accords officiels de la CEI concernant les questions techniques représentent, dans la mesure du possible un accord international sur les sujets étudiés, étant donné que les Comités nationaux intéressés sont représentés dans chaque comité d'études.
- 3) Les documents produits se présentent sous la forme de recommandations internationales. Ils sont publiés comme normes, rapports techniques ou guides et agréés comme tels par les Comités nationaux.
- 4) Dans le but d'encourager l'unification internationale, les Comités nationaux de la CEI s'engagent à appliquer de façon transparente, dans toute la mesure possible, les Normes internationales de la CEI dans leurs normes nationales et régionales. Toute divergence entre la norme de la CEI et la norme nationale ou régionale correspondante doit être indiquée en termes clairs dans cette dernière.
- 5) La CEI n'a fixé aucune procédure concernant le marquage comme indication d'approbation et sa responsabilité n'est pas engagée quand un matériel est déclaré conforme à l'une de ses normes.
- 6) L'attention est attirée sur le fait que certains des éléments de la présente Norme internationale peuvent faire l'objet de droits de propriété intellectuelle ou de droits analogues. La CEI ne saurait être tenue pour responsable de ne pas avoir identifié de tels droits de propriété et de ne pas avoir signalé leur existence.

La Norme Internationale CEI 61724 a été établie par le comité d'études 82 de la CEI: Systèmes de conversion photovoltaïque de l'énergie solaire.

Cette version bilingue (1998-04) remplace la version monolingue anglaise.

Le texte anglais de cette norme est basé sur les documents 82/189/FDIS et 82/201/RVD. Le rapport de vote 82/201/RVD donne toute information sur le vote ayant abouti à l'approbation de cette norme.

La version française de cette norme n'a pas été soumise au vote.

L'annexe A est donnée uniquement à titre d'information.

## INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

**PHOTOVOLTAIC SYSTEM PERFORMANCE MONITORING –  
GUIDELINES FOR MEASUREMENT,  
DATA EXCHANGE AND ANALYSIS**

## FOREWORD

- 1) The IEC (International Electrotechnical Commission) is a worldwide organization for standardization comprising all national electrotechnical committees (IEC National Committees). The object of the IEC is to promote international co-operation on all questions concerning standardization in the electrical and electronic fields. To this end and in addition to other activities, the IEC publishes International Standards. Their preparation is entrusted to technical committees; any IEC National Committee interested in the subject dealt with may participate in this preparatory work. International, governmental and non-governmental organizations liaising with the IEC also participate in this preparation. The IEC collaborates closely with the International Organization for Standardization (ISO) in accordance with conditions determined by agreement between the two organizations.
- 2) The formal decisions or agreements of the IEC on technical matters express, as nearly as possible, an international consensus of opinion on the relevant subjects since each technical committee has representation from all interested National Committees.
- 3) The documents produced have the form of recommendations for international use and are published in the form of standards, technical reports or guides and they are accepted by the National Committees in that sense.
- 4) In order to promote international unification, IEC National Committees undertake to apply IEC International Standards transparently to the maximum extent possible in their national and regional standards. Any divergence between the IEC Standard and the corresponding national or regional standard shall be clearly indicated in the latter.
- 5) The IEC provides no marking procedure to indicate its approval and cannot be rendered responsible for any equipment declared to be in conformity with one of its standards.
- 6) Attention is drawn to the possibility that some of the elements of this International Standard may be the subject of patent rights. The IEC shall not be held responsible for identifying any or all such patent rights.

International Standard IEC 61724 has been prepared by IEC technical committee 82: Solar photovoltaic energy systems.

This bilingual version (1998-04) replaces the English version.

The text of this standard is based on the following documents:

FDIS	Report on voting
82/189/FDIS	82/201/RVD

Full information on the voting for approval can be found in the report on voting indicated in the above table.

Annex A is for information only.

## INTRODUCTION

La présente norme fournit des recommandations pour le suivi et l'analyse des performances électriques des systèmes photovoltaïques (PV). Elle ne décrit pas les qualités de fonctionnement des composants individuels mais est destinée principalement à l'évaluation des performances de fonctionnement d'un champ photovoltaïque de modules en tant que partie d'un système PV.

L'objectif de l'analyse de données est de fournir un résumé des performances permettant de comparer des installations PV de dimensions différentes, fonctionnant sous différents climats et fournissant de l'énergie pour différents usages, de manière à mettre en évidence les mérites relatifs de diverses conceptions du mode de fonctionnement. Des méthodes plus simples pourraient s'avérer plus rentables pour des petits systèmes solaires autonomes à usage ménager ou domestique.

La présente norme comprend également des recommandations décrivant un format de fichier à utiliser pour l'échange des données de surveillance entre organismes.

Il est nécessaire d'utiliser un système d'acquisition de données à base de microprocesseurs.

## INTRODUCTION

This standard describes general guidelines for the monitoring and analysis of the electrical performance of photovoltaic (PV) systems. It does not describe the performance of discrete components, but concentrates on evaluating the performance of an array as part of a PV system.

The intent of the data analysis is to provide a performance summary suitable for comparing PV installations of different sizes, operating in different climates, and providing energy for different uses, in such a way that the relative merits of different designs or operating procedures become evident. Simpler methods might be more cost effective for small, solar home or domestic stand-alone systems.

Guidelines are also included which describe a file format to be used for the exchange of monitoring data between organizations.

The use of a microprocessor-based data acquisition system for monitoring is required.

# SURVEILLANCE DES QUALITÉS DE FONCTIONNEMENT DES SYSTÈMES PHOTOVOLTAÏQUES – RECOMMANDATIONS POUR LA MESURE, LE TRANSFERT ET L'ANALYSE DES DONNÉES

## 1 Domaine d'application

La présente Norme internationale donne des recommandations relatives aux procédures pour le suivi des caractéristiques énergétiques des systèmes PV, tels que l'éclairement dans le plan des modules, le productible du champ, les flux d'énergie entrant et sortant de la batterie de stockage et du convertisseur d'énergie ainsi que pour l'échange et l'analyse des données enregistrées. L'objectif de ces procédures est de permettre l'évaluation des performances globales des systèmes PV, qu'ils soient autonomes, ou connectés au réseau électrique, ou hybrides avec des sources d'énergie non PV, tels que les groupes électrogènes et les aéro-générateurs.

Du fait du coût relativement élevé des équipements de mesure, la présente norme peut ne pas s'appliquer à de petits systèmes autonomes.

## 2 Références normatives

Les documents normatifs suivants contiennent des dispositions qui, par suite de la référence qui y est faite, constituent des dispositions valables pour la présente Norme internationale. Au moment de la publication, les éditions indiquées étaient en vigueur. Tout document normatif est sujet à révision et les parties prenantes aux accords fondés sur la présente Norme internationale sont invitées à rechercher la possibilité d'appliquer les éditions les plus récentes des documents normatifs indiqués ci-après. Les membres de la CEI et de l'ISO possèdent le registre des Normes internationales en vigueur.

CEI 60904-2:1989, *Dispositifs photovoltaïques – Deuxième partie: Exigences relatives aux cellules solaires de référence*  
Amendement 1 (1998)

CEI 60904-6:1994, *Dispositifs photovoltaïques – Partie 6: Exigences relatives aux modules solaires de référence*  
Amendement 1 (1998)

CEI 61194:1992, *Paramètres descriptifs des systèmes photovoltaïques autonomes*

CEI 61829:1995, *Champ de modules photovoltaïques (PV) au silicium cristallin – Mesure sur site des caractéristiques I-V*

## 3 Paramètres mesurés

Les paramètres à mesurer sont décrits dans le tableau 1 et à la figure 1. D'autres paramètres peuvent être calculés à partir des données mesurées en temps réel par le logiciel du système d'acquisition de données. On notera que tous les blocs de la figure 1 peuvent représenter des composants multiples. Les paramètres mesurés ainsi que les caractéristiques de champ photovoltaïque sont définis dans la CEI 61194.

L'énergie consommée par tous les systèmes auxiliaires doit être considérée comme une perte de puissance du système PV et non pas comme faisant partie de l'utilisation. Par contre tous les systèmes de mesure qui ne sont pas essentiels au fonctionnement du système PV doivent être considérés du point de vue énergétique comme faisant partie de l'utilisation. Il est admis que l'équipement de suivi constitue une partie importante de la consommation globale d'énergie et il est recommandé que l'utilisateur final soit informé qu'une puissance supplémentaire peut être requise pour satisfaire aux exigences totales d'utilisation.

# PHOTOVOLTAIC SYSTEM PERFORMANCE MONITORING – GUIDELINES FOR MEASUREMENT, DATA EXCHANGE AND ANALYSIS

## 1 Scope

This International Standard recommends procedures for the monitoring of energy-related PV system characteristics such as in-plane irradiance, array output, storage input and output and power conditioner input and output; and for the exchange and analysis of monitored data. The purpose of these procedures is to assess the overall performance of PV systems configured as stand-alone or utility grid-connected, or as hybridised with non-PV power sources such as engine generators and wind turbines.

This standard may not be applicable to small stand-alone systems due to the relatively high cost of the measurement equipment.

## 2 Normative references

The following normative documents contain provisions which, through reference in this text, constitute provisions of this International Standard. At the time of publication, the editions indicated were valid. All normative documents are subject to revision, and parties to agreements based on this International Standard are encouraged to investigate the possibility of applying the most recent editions of the normative documents indicated below. Members of IEC and ISO maintain registers of currently valid International Standards.

IEC 60904-2:1989, *Photovoltaic devices – Part 2: Requirements for reference solar cells*  
Amendment 1 (1998)

IEC 60904-6:1994, *Photovoltaic devices – Part 6: Requirements for reference solar modules*  
Amendment 1 (1998)

IEC 61194:1992, *Characteristic parameters of stand-alone photovoltaic (PV) systems*

IEC 61829:1995, *Crystalline silicon photovoltaic (PV) array – On-site measurement of I-V characteristics*

## 3 Measured parameters

Parameters to be measured are shown in table 1 and figure 1. Other parameters can be calculated from the measured data in real time by the data acquisition system's software. Note that all blocks in figure 1 can represent multiple components. The measured parameters and array characteristics are defined in IEC 61194.

The parasitic power drawn by all ancillary systems shall be considered a power loss of the PV plant and shall not be considered a load. All monitoring systems not essential for the operation of the PV plant shall be considered part of the load. The monitoring equipment may present a major part of the overall power consumption, and the end user should be made aware that supplemental power may be required to satisfy the total load requirement.

**Tableau 1 – Paramètres à mesurer en temps réel**

Paramètre	Symbole	Unité
Météorologie		
Eclairement total, dans le plan des modules <sup>1)</sup>	$G_I$	$W \cdot m^{-2}$
Température de l'air ambiant sous abri	$T_{am}$	°C
Vitesse du vent <sup>2)</sup>	$S_W$	$m \cdot s^{-1}$
Champ de modules photovoltaïques		
Tension en sortie	$V_A$	V
Courant en sortie	$I_A$	A
Puissance en sortie	$P_A$	kW
Température du module	$T_m$	°C
Angle d'inclinaison du dispositif d'orientation <sup>5)</sup>	$\phi_T$	degrés
Azimut du dispositif d'orientation <sup>5)</sup>	$\phi_A$	degrés
Stockage d'énergie <sup>3)</sup>		
Tension de fonctionnement	$V_S$	V
Courant d'entrée du stockage <sup>4)</sup>	$I_{TS}$	A
Courant de sortie du stockage <sup>4)</sup>	$I_{FS}$	A
Puissance d'entrée du stockage <sup>4)</sup>	$P_{TS}$	kW
Puissance de sortie du stockage <sup>4)</sup>	$P_{FS}$	kW
Utilisation <sup>3)</sup>		
Tension d'utilisation	$V_L$	V
Courant d'utilisation	$I_L$	A
Puissance d'utilisation <sup>6)</sup>	$P_L$	kW
Réseau électrique <sup>3)</sup>		
Tension du réseau électrique	$V_U$	V
Courant injecté sur le réseau électrique <sup>4)</sup>	$I_{TU}$	A
Courant consommé sur le réseau électrique <sup>4)</sup>	$I_{FU}$	A
Puissance injectée vers le réseau électrique <sup>4), 6)</sup>	$P_{TU}$	kW
Puissance consommée sur le réseau électrique <sup>4), 6)</sup>	$P_{FU}$	kW
Générateurs d'appoint <sup>3)</sup>		
Tension de sortie	$V_{BU}$	V
Courant en sortie	$I_{BU}$	A
Puissance en sortie	$P_{BU}$	kW
<p>1) L'éclairement total, également connu sous l'appellation éclairement dans le plan du champ de modules, défini comme étant la puissance rayonnante, directe et diffuse, incidente sur une unité de surface inclinée.</p> <p>2) Les paramètres tels que la vitesse du vent sont optionnels mais ils peuvent être exigés par des contrats spécifiques ou lorsque le champ photovoltaïque est soumis à des conditions de fonctionnement extrêmes.</p> <p>3) Il est admis de distinguer les valeurs de courant alternatif et de courant continu en ajoutant des indices. Dans le cas de systèmes polyphasés, les paramètres <math>V_L</math>, <math>I_L</math> et <math>P_L</math> doivent être spécifiés pour chaque phase.</p> <p>4) Un capteur unique de courant ou de puissance peut normalement être utilisé pour mesurer le courant ou la puissance dans les deux directions d'entrée et de sortie. Un signe positif dans le signal de sortie du capteur représente un flux entrant vers le dispositif de stockage d'énergie ou le réseau électrique, et un signe négatif représente un flux sortant du dispositif de stockage ou en provenance du réseau électrique. Dans le cas d'un capteur unique le cumul des entrées et des sorties doit être effectué séparément par le logiciel.</p> <p>5) Les angles du dispositif d'orientation sont optionnels pour des systèmes munis de champ de modules avec dispositifs d'orientation. Pour des dispositifs d'orientation à un seul axe, <math>\phi_T</math> est utilisé pour décrire la position du champ de modules autour de son axe d'orientation. Par exemple, pour un dispositif d'orientation à un seul axe horizontal, ce paramètre donnerait l'angle par rapport à l'horizontal, l'est étant la valeur négative et l'ouest étant la valeur positive.</p> <p>6) Il est admis de mesurer directement la sortie de puissance de la partie onduleur du conditionneur de puissance, si cela améliore l'exactitude de mesure.</p>		

Table 1 – Parameters to be measured in real time

Parameter	Symbol	Unit
Meteorology		
Total irradiance, in the plane of the array <sup>1)</sup>	$G_I$	$W \cdot m^{-2}$
Ambient air temperature in a radiation shield	$T_{am}$	$^{\circ}C$
Wind speed <sup>2)</sup>	$S_W$	$m \cdot s^{-1}$
Photovoltaic array		
Output voltage	$V_A$	V
Output current	$I_A$	A
Output power	$P_A$	kW
Module temperature	$T_m$	$^{\circ}C$
Tracker tilt angle <sup>5)</sup>	$\phi_T$	degrees
Tracker azimuth angle <sup>5)</sup>	$\phi_A$	degrees
Energy storage <sup>3)</sup>		
Operating voltage	$V_S$	V
Current to storage <sup>4)</sup>	$I_{TS}$	A
Current from storage <sup>4)</sup>	$I_{FS}$	A
Power to storage <sup>4)</sup>	$P_{TS}$	kW
Power from storage <sup>4)</sup>	$P_{FS}$	kW
Load <sup>3)</sup>		
Load voltage	$V_L$	V
Load current	$I_L$	A
Load power <sup>6)</sup>	$P_L$	kW
Utility grid <sup>3)</sup>		
Utility voltage	$V_U$	V
Current to utility grid <sup>4)</sup>	$I_{TU}$	A
Current from utility grid <sup>4)</sup>	$I_{FU}$	A
Power to utility grid <sup>4), 6)</sup>	$P_{TU}$	kW
Power from utility grid <sup>4), 6)</sup>	$P_{FU}$	kW
Back-up sources <sup>3)</sup>		
Output voltage	$V_{BU}$	V
Output current	$I_{BU}$	A
Output power	$P_{BU}$	kW
<p><sup>1)</sup> Total irradiance, also known as the plane-of-array irradiance, defined as the radiant power, direct plus diffuse, incident upon unit area of an inclined surface.</p> <p><sup>2)</sup> Parameters such as wind speed are optional, but may be required by special contract or if the PV array is subject to extreme operating conditions.</p> <p><sup>3)</sup> AC and d.c. quantities may be distinguished by the addition of subscripts. In the case of multi-phase systems, parameters <math>V_L</math>, <math>I_L</math> and <math>P_L</math> shall be specified for each phase.</p> <p><sup>4)</sup> A single current or power sensor can normally be used for the measurement of current or power for directions of both input and output. A positive sign in the sensor's output signal represents input to the energy storage device or utility grid and a negative sign represents output from the storage device or utility grid. Input and output from a single sensor must be accumulated separately in software.</p> <p><sup>5)</sup> Tracker angles are optional for systems with tracking arrays. For single axis trackers <math>\phi_T</math> is used to describe the position of the array about its tracking axis. For example, for a horizontal single axis tracker this parameter would give the angle from horizontal, east is negative and west is positive.</p> <p><sup>6)</sup> A direct measurement of the power output of the inverter portion of the power conditioner may be made if it improves accuracy.</p>		

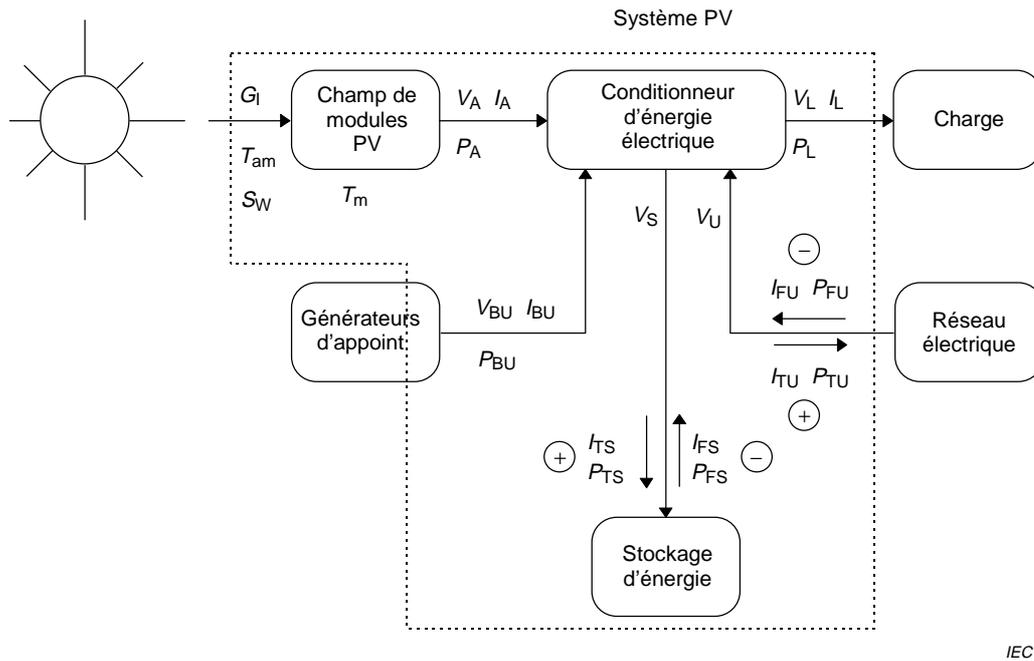


Figure 1 – Paramètres à mesurer en temps réel

## 4 Méthode de surveillance

### 4.1 Mesurage de l'éclairement

Les valeurs d'éclairement sont mesurées dans le plan du champ photovoltaïque pour permettre l'analyse des performances du système PV. Les valeurs obtenues dans le plan horizontal peuvent également être enregistrées pour permettre d'effectuer des comparaisons avec des données météorologiques usuelles en provenance d'autres sites.

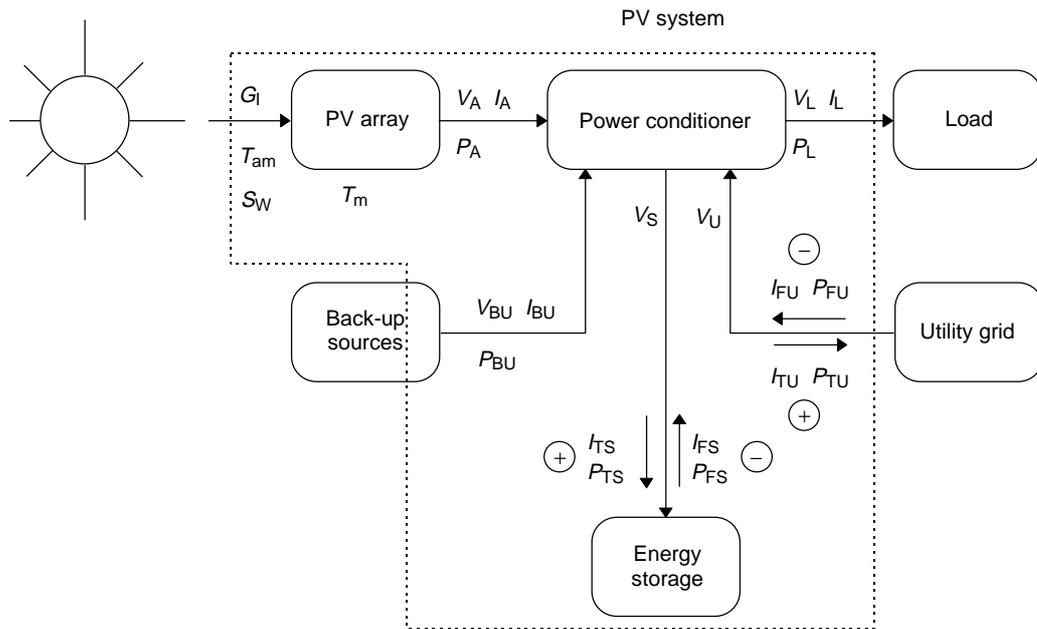
L'éclairement reçu par le champ photovoltaïque doit être mesuré dans le même plan que celui-ci en utilisant des dispositifs de référence étalonnés ou des pyranomètres. En cas d'utilisation de cellules ou de modules de référence, leur étalonnage et leur maintenance doivent être effectués conformément à la CEI 60904-2 ou à la CEI 60904-6. L'emplacement de ces capteurs doit être représentatif des conditions d'éclairement du champ. L'exactitude de mesure des capteurs, traitement du signal inclus, doit être inférieure à  $\pm 5\%$  de la lecture.

### 4.2 Mesure de la température de l'air ambiant

La température de l'air ambiant doit être mesurée en un emplacement représentatif de l'environnement du champ de modules, au moyen de capteurs de température placés à l'abri du rayonnement solaire. L'exactitude de mesure des capteurs de température de l'air, traitement de signal inclus, doit être inférieure à  $\pm 1$  K.

### 4.3 Mesure de la vitesse du vent

Le cas échéant, la vitesse du vent doit être mesurée à une hauteur et à un emplacement qui sont représentatifs des conditions rencontrées par le champ de modules photovoltaïque. L'exactitude de mesure de la vitesse du vent doit être inférieure à  $\pm 0,5 \text{ m}\cdot\text{s}^{-1}$  pour des vitesses de vent  $\leq 5 \text{ m}\cdot\text{s}^{-1}$  et inférieure à  $\pm 10 \%$  de la lecture pour des vitesses de vent supérieures à  $5 \text{ m}\cdot\text{s}^{-1}$ .



IEC 516/98

Figure 1 – Parameters to be measured in real time

## 4 Monitoring method

### 4.1 Measurement of irradiance

Irradiance data are recorded in the plane of the array for use in the performance analysis of the PV system. Horizontal data may also be recorded to permit comparisons with standard meteorological data from other locations.

In-plane irradiance shall be measured in the same plane as the photovoltaic array by means of calibrated reference devices or pyranometers. If used, reference cells or modules shall be calibrated and maintained in accordance with IEC 60904-2 or IEC 60904-6. The location of these sensors shall be representative of the irradiance conditions of the array. The accuracy of irradiance sensors, including signal conditioning, shall be better than 5 % of the reading.

### 4.2 Measurement of ambient air temperature

Ambient air temperature shall be measured at a location which is representative of the array conditions, by means of temperature sensors located in solar radiation shields. The accuracy of air temperature sensors, including signal conditioning, shall be better than 1 K.

### 4.3 Measurement of wind speed

Where applicable, wind speed shall be measured at a height and location which are representative of the array conditions. The accuracy of the wind speed sensors shall be better than  $0,5 \text{ m}\cdot\text{s}^{-1}$  for wind speeds  $\leq 5 \text{ m}\cdot\text{s}^{-1}$ , and better than 10 % of the reading for wind speeds greater than  $5 \text{ m}\cdot\text{s}^{-1}$ .

#### 4.4 Mesure de la température du module

La température du module PV doit être mesurée en des emplacements représentatifs des conditions environnementales du champ de modules au moyen de capteurs de température placés sur la face arrière d'un ou de plusieurs modules. Le choix des emplacements des modules est décrit par la méthode A de la CEI 61829. Il faut s'assurer que la température de la cellule située devant le capteur n'est pas altérée de manière significative par la présence du capteur. L'exactitude de mesure de ces capteurs, traitement de signal inclus, doit être inférieure à  $\pm 1$  K.

#### 4.5 Mesure de la tension et du courant

Les paramètres de tension et de courant peuvent être soit en courant continu, soit en courant alternatif. L'exactitude de mesure des capteurs de tension et de courant, traitement de signal inclus, doit être inférieure à  $\pm 1\%$  de la lecture. Il n'est pas nécessaire de surveiller la tension et le courant alternatif pour chaque situation.

#### 4.6 Mesure de la puissance électrique

La puissance électrique peut être exprimée en courant continu, en courant alternatif ou les deux à la fois. La puissance c.c. peut être soit calculée en temps réel en tant que produit des valeurs échantillonnées de tension et de courant ou mesurée directement au moyen d'un capteur de puissance. Si la puissance c.c. est calculée, les calculs doivent utiliser les valeurs échantillonnées et non les valeurs moyennes du courant et de la tension<sup>1)</sup>. Sur les onduleurs autonomes, la puissance et la tension c.c. en entrée peuvent faire l'objet d'importantes valeurs d'ondulation c.a. Il peut s'avérer nécessaire d'utiliser un wattmètre c.c. pour mesurer la puissance c.c. de manière précise. La puissance c.a. doit être mesurée en utilisant un capteur de puissance qui prend dûment en compte le facteur de puissance et la distorsion harmonique. L'exactitude de mesure des capteurs de puissance, traitement de signal compris, doit être inférieure à  $\pm 2$  % de la lecture.

Un compteur d'énergie à réponse rapide (par exemple, un compteur de kWh) peut être utilisé pour éviter des erreurs d'échantillonnage.

#### 4.7 Système d'acquisition de données

Un système automatique d'acquisition des données est nécessaire pour effectuer les mesures de surveillance. L'exactitude de mesure cumulée du système doit être déterminée par une méthode d'étalonnage telle qu'indiquée dans l'annexe A. Le système de surveillance doit fonctionner avec du matériel informatique et des logiciels disponibles dans le commerce et documenté de manière adéquate au moyen de manuels d'instructions. Il convient également qu'un support technique soit disponible.

#### 4.8 Intervalle d'échantillonnage

L'intervalle d'échantillonnage des paramètres qui varient directement avec le rayonnement direct doit être d'au maximum 1 min. Pour des paramètres ayant des constantes de temps plus importantes, il est admis de spécifier un intervalle arbitraire compris entre 1 min et 10 min. Il faut prêter une attention toute particulière à l'accroissement de la fréquence d'échantillonnage pour tout paramètre qui peut rapidement varier en fonction de la charge du système. Tous les paramètres doivent être mesurés en continu pendant la période de surveillance spécifiée.

---

1) L'erreur entre puissance c.c., calculée à partir de la moyenne du produit de la tension échantillonnée et du courant échantillonné et la puissance c.c. calculée à partir du produit des valeurs moyennes de tension et de courant dépend de la vitesse d'échantillonnage et de la variation de courant. Pour des variations de courant importantes, les erreurs peuvent être significatives.

#### 4.4 Measurement of module temperature

PV module temperature shall be measured at locations which are representative of the array conditions by means of temperature sensors located on the back surface of one or more modules. The selection of module locations is specified under method A in IEC 61829. Care must be taken to ensure that the temperature of the cell in front of the sensor is not substantially altered due to the presence of the sensor. The accuracy of these sensors, including signal conditioning, shall be better than 1 K.

#### 4.5 Measurement of voltage and current

The voltage and current parameters may be either d.c. or a.c. The accuracy of voltage and current sensors, including signal conditioning, shall be better than 1 % of the reading. AC voltage and current may not need to be monitored in every situation.

#### 4.6 Measurement of electrical power

The electrical power parameters may be d.c. or a.c. or both. DC power can either be calculated in real time as the product of sampled voltage and current quantities or measured directly using a power sensor. If d.c. power is calculated, the calculations shall use sampled voltage and current quantities and not averaged voltage and current quantities<sup>1)</sup>. The d.c. input power and voltage on stand-alone inverters may have large amounts of a.c. ripple impressed. It may be necessary to use a d.c. wattmeter to accurately measure d.c. power. AC power shall be measured using a power sensor which properly accounts for the power factor and harmonic distortion. The accuracy of power sensors, including signal conditioning, shall be better than 2 % of the reading.

An integrating power sensor with high-speed response (for example, a kWh meter) may be used to avoid sampling errors.

#### 4.7 Data acquisition system

An automatic data acquisition system is required for monitoring. The total accuracy of the monitoring system shall be determined by a calibration method such as given in annex A. The monitoring system should be based on commercially available hardware and software which is properly documented with user's manuals. Technical support should be available.

#### 4.8 Sampling interval

The sampling interval for parameters which vary directly with irradiance shall be 1 min or less. For parameters which have larger time constants, an arbitrary interval may be specified between 1 min and 10 min. Special consideration for increasing the sampling frequency shall be given to any parameters which may change quickly as a function of system load. All parameters shall be continuously measured during the specified monitoring period.

---

1) The error between d.c. power as calculated from the averaged product of sampled voltage and sampled current and d.c. power as calculated from the product of averaged voltage and averaged current depends on the sample rate and the variation in current. Errors can be significant for large current variations.

NOTE – Les fréquences de variation pour bon nombre des paramètres concernés peuvent être relativement élevées. Par exemple, l'éclairement peut varier à une fréquence supérieure à  $200 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}\cdot\text{s}^{-1}$  dans des conditions partiellement nuageuses. Sachant que le but de la présente norme internationale n'est pas de traiter de manière détaillée les transitoires électriques, une périodicité d'échantillonnage suffisante est nécessaire pour caractériser les qualités moyennes de fonctionnement sur l'intervalle d'intégration. De manière générale, il convient que les paramètres du tableau 1 soient échantillonnés toutes les minutes. Il est admis d'échantillonner la température du module et la température ambiante à des périodicités plus lentes mais il est cependant préférable et plus pratique d'échantillonner tous les paramètres selon une périodicité commune. Il convient de mesurer tous les paramètres en continu au cours de la période de surveillance spécifiée.

#### 4.9 Traitement des données

Les données échantillonnées pour chaque paramètre mesuré seront transformées en moyennes pondérées en fonction du temps. Les valeurs maximales ou minimales ainsi que les transitoires revêtant un intérêt particulier peuvent être enregistrés lorsque cela est nécessaire. Pour des capteurs intégrant les valeurs de puissance, les données échantillonnées sont additionnées puis divisées par l'intervalle d'enregistrement  $\tau_r$ .

#### 4.10 Intervalle d'enregistrement, $\tau_r$ (exprimé en heures)

Les valeurs calculées de chaque paramètre doivent être enregistrées toutes les heures. Des enregistrements plus fréquents sont, le cas échéant, admis dans la mesure où une durée d'une heure reste un multiple entier de l'intervalle d'enregistrement  $\tau_r$ .

A chaque intervalle d'enregistrement, on doit enregistrer, à la fin de la période, l'heure et la date des mesures. L'heure doit toujours faire référence à l'heure légale locale et non à l'heure solaire. Il peut être utile de se référer au temps universel pour éviter les changements d'heure entre été et hiver.

#### 4.11 Période de surveillance

La période de surveillance doit être suffisamment longue pour fournir des données en fonctionnement représentatives de l'utilisation et des conditions ambiantes. Par conséquent, la période minimale d'enregistrement en continu doit être choisie en fonction de l'utilisation finale des données enregistrées.

### 5 Documentation

Tous les événements inhabituels tels que défaillances, erreurs, accidents ou échange de pièces seront inscrits sur un registre. Tout autre commentaire utile pour l'interprétation et l'évaluation des données doit être aussitôt noté: les conditions météorologiques, le réétalonnage des capteurs, les modifications effectuées sur le système d'acquisition des données, de l'utilisation ou du fonctionnement du système ou encore d'éventuels problèmes posés par les capteurs ou le système d'acquisition des données. La maintenance de l'ensemble du système (telle que remplacement de modules, modification de l'angle d'inclinaison du champ de modules ou nettoyage des surfaces souillées des champs de modules) doit être explicitement documentée.

### 6 Format des données

Il n'est pas obligatoire de stocker ou d'échanger les données en utilisant l'un des deux formats ci-dessous donnés à titre indicatif. Cependant, la première méthode fondée sur un enregistrement d'en-tête séparé et des enregistrements de données est utilisée dans de nombreux pays et peut faciliter l'échange de données entre organismes. Pour le transfert de données réelles, il faut aussi spécifier les termes du protocole de ligne, le protocole de communication ainsi que les termes de somme de contrôle.

NOTE – The rates of change for many of the parameters of interest can be relatively high. Irradiance, for example, can change at a rate exceeding  $200 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}\cdot\text{s}^{-1}$  under partly cloudy conditions. While the intent within this international standard is not to capture electrical transient-level detail, a sufficient sampling rate is necessary to characterize average performance over the averaging interval. Generally, the parameters in table 1 should be sampled every minute. Module and ambient temperature may be sampled at slower rates, but it is preferable as well as more convenient to sample all parameters at a common rate. All parameters should be continuously measured during the specified monitoring period.

#### 4.9 Data processing operation

The sampled data from each measured parameter shall be processed into time-weighted averages. Maximum or minimum quantities and transients of special interest may be determined where required. For integrating power sensors, the sampled data is summed and divided by the recording interval  $\tau_r$ .

#### 4.10 Recording interval, $\tau_r$ (expressed in hours)

The processed data values for each parameter shall be recorded hourly. More frequent recordings may be implemented where required, as long as one hour is an integer multiple of the recording interval  $\tau_r$ .

At each recording interval, the time and date at the end of the period in which measurements were taken shall be recorded. The time shall always refer to local standard time, not to daylight-saving time. Universal time may be useful to avoid winter/summer time changes.

#### 4.11 Monitoring period

The monitoring period shall be sufficient to provide operational data representative of load and ambient conditions. Therefore, the minimum period of continuous monitoring shall be chosen in accordance with the end use of the collected data.

### 5 Documentation

A monitoring log shall be kept on all unusual events, component changes, failures, faults or accidents. Other comments which would be useful in interpreting and evaluating the data shall also be noted, such as the weather, sensor recalibration, changes to the data acquisition system, load, or system operation, or problems with sensors or the data acquisition system. All system maintenance (such as changing modules, changing the array tilt angle or cleaning soiled array surfaces) shall be explicitly documented.

### 6 Data format

It is not mandatory that the data be stored nor exchanged in either of the following two illustrative formats. However, the first method based on separate header record and data records is in use in several countries, and may facilitate the exchange of data between organizations. For actual data transfer the line protocol terms, communication protocol and the check-sum terms must also be specified.

### 6.1 En-tête séparé avec plusieurs enregistrements de données

Le format donne un enregistrement d'en-tête du site, de la date, de l'heure et des commentaires, suivi par un ou plusieurs enregistrements de données. Un enregistrement est comparable à une ligne imprimée.

a) Chaque enregistrement doit comprendre un ou plusieurs champs, chacun d'entre eux étant séparé par un caractère de séparation de champ (FS) qui peut être, de préférence, une virgule (ASCII 44) ou, en option, une tabulation (ASCII 9). Il est recommandé de séparer les enregistrements par un marqueur «fin de ligne» (EOL) constitué d'un caractère «retour chariot» (ASCII 13), d'un caractère «saut de ligne» (ASCII 10) ou d'un «retour chariot» suivi d'un «saut de ligne».

b) L'enregistrement d'en-tête doit être de la forme suivante:

«Station» FS Date FS Time FS Comments

où

«Station» est le nom du site entre guillemets (ASCII 34) dont seules les huit premières lettres sont obligatoires;

Date est le jour de la mesure, en format aa-mm-jj (il convient également d'inclure les zéros non significatifs);

Time (Heure) est l'heure de l'enregistrement en format hh:mm. Il convient d'indiquer minuit comme étant 24 h du jour précédent et non 0 h du jour suivant;

NOTE – Différents formats de date et d'heure peuvent être nécessaires à cause de la singularité des logiciels des systèmes d'acquisition de données.

Il est admis d'utiliser les commentaires (commentaires) pour décrire des caractéristiques supplémentaires du système ou enregistrer des événements inhabituels, des conditions de commutation ou autres messages laissés à la discrétion du responsable de la centrale PV, en utilisant des caractères ASCII ou ASCII Etendus (ou équivalents) correspondant aux normes locales de codes de caractères.

c) Un enregistrement de données doit être constitué de son numéro d'enregistrement dans le premier champ, suivi d'un ou de plusieurs champs de données numériques. Les champs de données sont définis pour l'enregistrement spécifique de la manière suivante, en utilisant les symboles énumérés dans le tableau 1:

- ENREGISTREMENT DE DONNÉES 1: 1 FS  $G_I$  FS  $T_A$  FS  $T_m$  FS  $V_A$  FS  $I_A$  FS  $P_A$
- ENREGISTREMENT DE DONNÉES 2: 2 FS  $V_S$  FS  $I_{TS}$  FS  $I_{FS}$  FS  $P_{TS}$  FS  $P_{FS}$
- ENREGISTREMENT DE DONNÉES 3: 3 FS  $V_L$  FS  $I_L$  FS  $P_L$  FS  $V_{BU}$  FS  $I_{BU}$  FS  $P_{BU}$
- ENREGISTREMENT DE DONNÉES 4: 4 FS  $V_U$  FS  $I_{TU}$  FS  $I_{FU}$  FS  $P_{TU}$  FS  $P_{FU}$

N'importe quel nombre d'enregistrements de données supplémentaires peut être inclus en option dans l'intervalle d'enregistrement. Le contenu de ces enregistrements peut être défini par l'organisme effectuant les mesures de surveillance à l'exception du premier champ qui doit indiquer le numéro de l'enregistrement.

d) Toutes les données numériques doivent être écrites en codes ASCII sur un seul octet. Les données peuvent être enregistrées, comme entiers avec leur signe ou nombres décimaux dont le point (ASCII 46) est utilisé comme séparateur décimal, soit dans un format libre, soit dans un format fixe. Si un champ de données numériques ne concerne pas une installation PV ou si une valeur de données n'est pas disponible pour un enregistrement donné, un champ libre est, en règle générale, indiqué par une absence de caractère. Ainsi, le caractère FS à la fin du champ vide suivrait immédiatement le caractère FS du champ de données précédent. Cependant, il est recommandé de supprimer tous les caractères FS qui précèdent directement le marqueur EOL. Par exemple, dans l'enregistrement de données 2, si seuls les signes  $I_{TS}$  et  $P_{TS}$  sont disponibles, dans ce cas, il convient d'écrire cet enregistrement de la manière suivante:

2 FS FS  $I_{TS}$  FS FS  $P_{TS}$  EOL

## 6.1 Separate header with multiple data records

This format gives a header record of the site, date, time and comments followed by one or more data records. A record is comparable to a printed line.

- a) Each record shall consist of one or more fields with each field separated by a field separation character (FS) which may be preferably a comma (ASCII 44), or optionally a tab (ASCII 9). The records should be separated by an "end-of-line" (EOL) marker consisting of a "carriage-return" character (ASCII 13), a "linefeed" character (ASCII 10), or a "carriage return" followed by a "linefeed".
- b) The header record shall be of the following form:

"Station" FS Date FS Time FS Comments

where

"Station" is the name of the site enclosed in double quotation marks (ASCII 34), of which only the first eight letters are mandatory;

Date is the day of the measurement in the format of yy-mm-dd (leading zeros should be included);

Time is the time of the recording in the format of hh:mm. Midnight should be referenced as 24 h in the previous day, not 0 h in the next day;

NOTE – Different formats of date and time may be necessary due to the unique software of the data acquisition system.

Comments may be used to describe additional system characteristics, or may be used to record unusual events, switching conditions or other messages at the discretion of the PV plant manager, using ASCII or Extended ASCII characters (or equivalent), corresponding to local character code standards.

- c) A data record shall consist of its record number as the first field, followed by one or more numerical data fields. The data fields are defined for the specific record as follows, using the symbols listed in table 1:

DATA RECORD 1: 1 FS  $G_I$  FS  $T_A$  FS  $T_m$  FS  $V_A$  FS  $I_A$  FS  $P_A$

DATA RECORD 2: 2 FS  $V_S$  FS  $I_{TS}$  FS  $I_{FS}$  FS  $P_{TS}$  FS  $P_{FS}$

DATA RECORD 3: 3 FS  $V_L$  FS  $I_L$  FS  $P_L$  FS  $V_{BU}$  FS  $I_{BU}$  FS  $P_{BU}$

DATA RECORD 4: 4 FS  $V_U$  FS  $I_{TU}$  FS  $I_{FU}$  FS  $P_{TU}$  FS  $P_{FU}$

Any number of additional data records may be optionally included in the recording interval. The content of these data records may be defined by the monitoring organization, with the exception of the first field which should indicate the record number.

- d) All numerical data shall be written in single-byte ASCII code. Data can be recorded, either in free-field or fixed-field format, as signed integers or decimal fractions with the period (ASCII 46) used as the radix (decimal point). If any numerical data field is not applicable to a PV installation or if a data value is not available for a record, an empty field should be indicated by an absence of characters. Thus, the FS character at the end of the empty data field would immediately follow the FS character from the preceding data field. However, all FS characters directly preceding the EOL marker should be suppressed. For example, in data record 2 if only  $I_{TS}$  and  $P_{TS}$  are available, then that record should be written as follows:

2 FS FS  $I_{TS}$  FS FS  $P_{TS}$  EOL

## 6.2 Format d'enregistrement unique

Il est possible d'utiliser un autre format, le format d'enregistrement unique, dans lequel toutes les données d'un intervalle d'enregistrement sont énumérées sur une ligne. Ce format d'enregistrement unique permet un meilleur contrôle visuel, notamment, s'il est utilisé conjointement avec une largeur de champ fixe, toutes les données étant, dans ce cas, fournies dans une seule colonne verticale pour chaque paramètre.

Données FS Heure FS  $G_I$  FS  $T_A$  FS  $T_m$  FS  $V_A$  FS  $I_A$  FS  $P_A$  FS  $V_S$  FS  $I_{TS}$  FS  $I_{FS}$  etc.

Il est recommandé de séparer chaque champ par un caractère de séparation de champ (FS) qui peut être de préférence une virgule (ASCII 44) ou, en option, une tabulation (ASCII 9).

## 7 Vérification des données

Toutes les données enregistrées sont vérifiées au niveau de leur logique ou des lacunes éventuelles afin d'identifier les anomalies évidentes avant toute analyse détaillée.

Un ensemble de limites raisonnables doit être défini pour chaque paramètre enregistré sur la base des caractéristiques connues du paramètre, de l'installation PV et de l'environnement. Il convient que les limites définissent les valeurs maximales et minimales admissibles pour le paramètre et la variation maximale autorisée entre relevés consécutifs. Les données qui s'inscrivent hors de ces limites ou incohérentes avec d'autres données ne doivent pas être incluses dans les analyses suivantes. Dans toute la mesure du possible (comme avec un système d'acquisition de données piloté par ordinateur), des vérifications doivent être effectuées sur les données échantillonnées en temps réel avant l'opération de traitement des données.

Il convient que ces vérifications de la qualité des données comprennent, en général, les informations suivantes:

- a) la liste des données qui se trouvent en dehors des limites préétablies;

NOTE – Avec les systèmes automatisés qui recueillent une importante quantité de données (méga-octets), il n'est pas pratique d'énumérer les points de données hors limite. Cependant, il est recommandé d'effectuer une certaine surveillance de la quantité de points de données hors limite et de les recenser. Il est bon de ne pas utiliser les points de données hors limite dans les analyses.

- b) la durée de la période de surveillance  $\tau_{MA}$  (exprimée en heures), au cours de la période de suivi  $\tau$ , (en général, un mois, mais exprimée en heures), pour laquelle des données ont été enregistrées et contrôlées;
- c) il est recommandé d'indiquer, également, le nombre total d'heures de données passant par le contrôle qualité s'il est différent de la durée de la période de contrôle qualité réellement choisie;
- d) la disponibilité des données  $A_{MD}$  (exprimée en tant que fraction de la période de suivi), est donnée par:

$$A_{MD} = \tau_{MA} / \tau \quad (1)$$

## 8 Paramètres dérivés

Divers paramètres dérivés, caractéristiques des équilibres énergétique et des performances du système peuvent être calculés à partir des données enregistrées en utilisant des sommes, des moyennes, des maxima, des minima et des ratios sur les périodes de suivi  $\tau$ , qui sont plus longues que l'intervalle d'enregistrement  $\tau_r$  (telles que heures, jours, semaines, mois ou années, mais exprimées en heures). Les paramètres dérivés sont présentés dans le tableau 2.

## 6.2 Single record format

Another format which can be used is the single record format in which all of the data for a given recording interval is listed on one line. This single record format aids visual inspection, particularly if used in conjunction with fixed field width since all of the data is given in a single vertical column for each parameter.

Data FS Time FS  $G_l$  FS  $T_A$  FS  $T_m$  FS  $V_A$  FS  $I_A$  FS  $P_A$  FS  $V_S$  FS  $I_{TS}$  FS  $I_{FS}$  etc.

Each field should be separated by a field separation character (FS) which may be preferably a comma (ASCII 44), or optionally a tab (ASCII 9).

## 7 Check of data quality

All recorded data should be checked for consistency and gaps to identify obvious anomalies before any detailed analysis is conducted.

A reasonable set of limits shall be defined for each recorded parameter, based on the known characteristics of the parameter, the PV plant, and the environment. The limits should define the maximum and minimum allowable values for the parameter, and the maximum change between successive data points. Data which fall outside these limits or are otherwise inconsistent with other data shall not be included in the subsequent analyses. If possible (such as with a computer-based data acquisition system), such checks shall be performed with the sampled data in real-time before the data processing operation is executed.

The results of these data quality checks should normally include the following information:

- a) a list of any data points falling outside the pre-set ranges;

NOTE – With automated systems collecting a large amount of data (megabytes), it is not practical to list the out-of-range data points. However, some monitoring of the quantity of the out-of-range data points should be made and reported. The out-of-range data points should not be used in the analyses.

- b) the duration of monitoring activity  $\tau_{MA}$  (expressed in hours), in the reporting period  $\tau$ , (commonly one month, but expressed in hours), for which monitoring data have been recorded and checked;
- c) the total number of hours of data passing through the quality check should also be stated if different than the duration of the actual quality check period selected;
- d) the availability of monitored data  $A_{MD}$  (expressed as a fraction of the reporting period), as given by:

$$A_{MD} = \tau_{MA} / \tau \quad (1)$$

## 8 Derived parameters

Various derived parameters related to the system's energy balance and performance may be calculated from the recorded monitoring data using sums, averages, maxima, minima, and ratios over reporting periods  $\tau$ , which are longer than the recording interval  $\tau_r$ , (such as hours, days, weeks, months or years, but expressed in units of hours). Derived parameters are shown in table 2.

Pour calculer toutes les quantités d'énergie à partir des valeurs de puissance mesurées correspondantes sur la période de suivi  $\tau$ , on utilise l'équation suivante:

$$E_{i,\tau} = \tau_r \times \sum_{\tau} P_i \quad (2)$$

où

$E_i$  est exprimé en kWh;

$P_i$  est mesuré en kW.

Le symbole  $\sum_{\tau}$  représente la sommation de chaque paramètre de puissance sur la période de référence  $\tau$ .

Par exemple, pour calculer  $E_{TS,\tau}$  (tel qu'indiqué dans l'équation (4)), remplacer l'indice «i» dans l'équation (2) par «TS» de façon que la formule devienne  $E_{TS,\tau} = \tau_r \times \sum_{\tau} P_{TS}$ . De même, remplacer l'indice  $\tau$  par la période de suivi réelle.

### 8.1 Exposition énergétique globale

Les valeurs journalières moyennes de l'exposition énergétique globale  $H_{l,d}$  (en kWh·m<sup>-2</sup>·d<sup>-1</sup>) est calculée à partir de l'éclairement mesuré par

$$H_{l,d} = 24 \times \tau_r \times (\sum_{\tau} G_l) / (\sum_{\tau} \tau_{MA} \cdot 1\,000) \quad (3)$$

Le symbole  $\sum_{\tau}$  représente la sommation sur la période de référence  $\tau$ .

To calculate any energy quantities from their corresponding measured power parameters over the reporting period  $\tau$ , the following equation is used:

$$E_{i,\tau} = \tau_r \times \sum_{\tau} P_i \quad (2)$$

where

$E_i$  is expressed in kWh;

$P_i$  is measured in kW.

The symbol  $\sum_{\tau}$  denotes the summation of each power parameter over the reporting period  $\tau$ .

For example, to calculate  $E_{TS,\tau}$  (as referenced in equation (4)) replace index "i" in equation (2) by "TS" so that it becomes  $E_{TS,\tau} = \tau_r \times \sum_{\tau} P_{TS}$ . Also replace index  $\tau$  by the actual reporting interval.

### 8.1 Global irradiation

Mean daily irradiation quantities  $H_{l,d}$  (in  $\text{kWh}\cdot\text{m}^{-2}\cdot\text{d}^{-1}$ ) are calculated from the recorded irradiance by

$$H_{l,d} = 24 \times \tau_r \times (\sum_{\tau} G_l) / (\sum_{\tau} \tau_{MA} \cdot 1\,000) \quad (3)$$

The symbol  $\sum_{\tau}$  denotes the summation over the reporting period  $\tau$ .

**Tableau 2 – Paramètres dérivés**

Paramètre	Symbole	Unité
Météorologie		
Rayonnement quotidien, global ou direct, dans le plan du champ de modules	$H_{l,d}$	$\text{kWh}\cdot\text{m}^{-2}\cdot\text{d}^{-1}$
Quantités d'énergie électrique		
Energie nette délivrée par le champ de modules	$E_{A,\tau}$	kWh
Energie nette vers la charge	$E_{L,\tau}$	kWh
Energie nette vers le stockage	$E_{\text{TSN},\tau}$	kWh
Energie nette délivrée par le stockage	$E_{\text{FSN},\tau}$	kWh
Energie nette délivrée sur la source de secours	$E_{\text{BU},\tau}$	kWh
Energie nette délivrée sur le réseau électrique	$E_{\text{TUN},\tau}$	kWh
Energie nette consommée sur le réseau électrique	$E_{\text{FUN},\tau}$	kWh
Energie totale fournie au système	$E_{\text{in},\tau}$	kWh
Energie totale délivrée par le système	$E_{\text{use},\tau}$	kWh
Fraction (part relative) de l'énergie solaire délivrée par le champ PV sur l'énergie totale fournie au système	$F_{A,\tau}$	Sans dimension
Rendement d'utilisation	$\eta_{\text{LOAD}}$	Sans dimension
Performances des composants du Système d'Exploitation de Base (BOS)		
Rendement des composants du Système d'Exploitation de Base (BOS)	$\eta_{\text{BOS}}$	Sans dimension
Indices de performances du système		
Rendement du champ photovoltaïque <sup>1)</sup>	$Y_A$	$\text{h}\cdot\text{d}^{-1}$
Rendement final du système PV <sup>1)</sup>	$Y_f$	$\text{h}\cdot\text{d}^{-1}$
Rendement de référence <sup>1)</sup>	$Y_r$	$\text{h}\cdot\text{d}^{-1}$
Pertes du champ photovoltaïque <sup>1)</sup>	$L_c$	$\text{h}\cdot\text{d}^{-1}$
Pertes des composants «hors champ PV» (BOS) <sup>1)</sup>	$L_{\text{BOS}}$	$\text{h}\cdot\text{d}^{-1}$
Indice de performance	$R_p$	Sans dimension
Rendement moyen champ PV	$\eta_{\text{Amean},\tau}$	Sans dimension
Rendement global du système PV	$\eta_{\text{tot},\tau}$	Sans dimension
<sup>1)</sup> Les unités $\text{h}\cdot\text{d}^{-1}$ peuvent être données de manière plus descriptive par $(\text{kWh}\cdot\text{d}^{-1})_{\text{REEL}} / (\text{kW})_{\text{ASSIGNÉ}}$		

Table 2 – Derived parameters

Parameter	Symbol	Unit
Meteorology		
Daily global or direct irradiation, in the plane of the array	$H_{l,d}$	$\text{kWh}\cdot\text{m}^{-2}\cdot\text{d}^{-1}$
Electrical energy quantities		
Net energy from array	$E_{A,\tau}$	kWh
Net energy to load	$E_{L,\tau}$	kWh
Net energy to storage	$E_{\text{TSN},\tau}$	kWh
Net energy from storage	$E_{\text{FSN},\tau}$	kWh
Net energy from back-up	$E_{\text{BU},\tau}$	kWh
Net energy to utility grid	$E_{\text{TUN},\tau}$	kWh
Net energy from utility grid	$E_{\text{FUN},\tau}$	kWh
Total system input energy	$E_{\text{in},\tau}$	kWh
Total system output energy	$E_{\text{use},\tau}$	kWh
Fraction of total system input energy contributed by PV array	$F_{A,\tau}$	Dimensionless
Load efficiency	$\eta_{\text{LOAD}}$	Dimensionless
BOS component performance		
BOS efficiency	$\eta_{\text{BOS}}$	Dimensionless
System performance indices		
Array yield <sup>1)</sup>	$Y_A$	$\text{h}\cdot\text{d}^{-1}$
Final PV system yield <sup>1)</sup>	$Y_f$	$\text{h}\cdot\text{d}^{-1}$
Reference yield <sup>1)</sup>	$Y_r$	$\text{h}\cdot\text{d}^{-1}$
Array capture losses <sup>1)</sup>	$L_c$	$\text{h}\cdot\text{d}^{-1}$
BOS losses <sup>1)</sup>	$L_{\text{BOS}}$	$\text{h}\cdot\text{d}^{-1}$
Performance ratio	$R_p$	Dimensionless
Mean array efficiency	$\eta_{\text{Amean},\tau}$	Dimensionless
Overall PV plant efficiency	$\eta_{\text{tot},\tau}$	Dimensionless
1) The units $\text{h}\cdot\text{d}^{-1}$ can be more descriptively given by $(\text{kWh}\cdot\text{d}^{-1})_{\text{ACTUAL}}/(\text{kW})_{\text{RATED}}$		

## 8.2 Quantités d'énergie électrique

Les quantités d'énergie électrique peuvent être calculées pour l'ensemble du système et de ses composants, ou de manière ciblée comme par exemple l'énergie transmise vers le dispositif de stockage ou le réseau électrique ou l'énergie délivrée par le dispositif de stockage, le réseau électrique ou un générateur auxiliaire. Les paramètres clés correspondants sont ceux qui indiquent la contribution du champ photovoltaïque relativement au fonctionnement complet du système.

- a) Bilan énergétique net «Entrée stockage» au cours de la période de suivi  $\tau$  :

$$E_{TSN,\tau} = E_{TS,\tau} - E_{FS,\tau} \quad (4)$$

où  $E_{TSN,\tau}$  a une valeur minimale de 0.

- b) Bilan énergétique net «Sortie stockage» au cours de la période de suivi  $\tau$  :

$$E_{FSN,\tau} = E_{FS,\tau} - E_{TS,\tau} \quad (5)$$

où  $E_{FSN,\tau}$  a une valeur minimale de 0.

NOTE – La valeur 0 sera toujours attribuée soit à  $E_{TSN,\tau}$ , soit à  $E_{FSN,\tau}$ . En utilisant de tels bilans énergétiques nets plutôt que bruts, le dispositif de stockage est considéré soit comme une charge nette, soit comme une source d'énergie nette pendant la période de suivi.

- c) Energie nette injectée sur le réseau électrique au cours de la période de suivi  $\tau$  :

$$E_{TUN,\tau} = E_{TU,\tau} - E_{FU,\tau} \quad (6)$$

où  $E_{TUN,\tau}$  a une valeur minimale de 0.

- d) Energie nette totale prélevée sur le réseau électrique au cours de la période de suivi  $\tau$  :

$$E_{FUN,\tau} = E_{FU,\tau} - E_{TU,\tau} \quad (7)$$

où  $E_{FUN,\tau}$  a une valeur minimale de 0.

NOTE – La valeur 0 sera toujours attribuée soit à  $E_{TUN,\tau}$ , soit à  $E_{FUN,\tau}$ . En utilisant de tels bilans énergétiques nets plutôt que bruts, le réseau électrique est considéré soit comme l'utilisation soit comme une source d'énergie nette pendant la période de suivi.

- e) Energie totale entrant dans le système:

$$E_{in,\tau} = E_{A,\tau} + E_{BU,\tau} + E_{FUN,\tau} + E_{FSN,\tau} \quad (8)$$

- f) Energie totale délivrée par le système:

$$E_{use,\tau} = E_{L,\tau} + E_{TUN,\tau} + E_{TSN,\tau} \quad (9)$$

- g) Part relative de l'électricité délivrée par le champ photovoltaïque sur l'énergie totale fournie au système par toutes les sources:

$$F_{A,\tau} = E_{A,\tau} / E_{in,\tau} \quad (10)$$

- h) Rendement avec lequel l'énergie de toutes les sources est transmise à l'utilisation:

$$\eta_{LOAD} = E_{use,\tau} / E_{in,\tau} \quad (11)$$

## 8.3 Performance des composants hors champ photovoltaïque (BOS)

Le rendement (BOS) comprend uniquement le rendement de conversion de l'énergie; des éléments tels que l'erreur d'orientation du champ PV et l'erreur d'orientation du point de puissance maximale PCU sont exclus.

## 8.2 Electrical energy quantities

Electrical energy quantities can be calculated for the whole system and its components including energy delivered to or from a storage device or utility grid connection, or delivered from an auxiliary generator. The key parameters of interest are those which indicate the contribution of the PV array to the overall operation of the system.

- a) The net energy delivered to the storage device in the reporting period  $\tau$ :

$$E_{\text{TSN},\tau} = E_{\text{TS},\tau} - E_{\text{FS},\tau} \quad (4)$$

where  $E_{\text{TSN},\tau}$  has a minimum value of 0.

- b) The net energy delivered from the storage device in the reporting period  $\tau$ :

$$E_{\text{FSN},\tau} = E_{\text{FS},\tau} - E_{\text{TS},\tau} \quad (5)$$

where  $E_{\text{FSN},\tau}$  has a minimum value of 0.

NOTE – Either  $E_{\text{TSN},\tau}$  or  $E_{\text{FSN},\tau}$  will always be 0. By using net energy quantities rather than gross energy, the storage device is considered as either a net load or a net energy source during the reporting period.

- c) The net energy delivered to the utility grid in the reporting period  $\tau$ :

$$E_{\text{TUN},\tau} = E_{\text{TU},\tau} - E_{\text{FU},\tau} \quad (6)$$

where  $E_{\text{TUN},\tau}$  has a minimum value of 0.

- d) The net energy delivered from the utility grid in the reporting period  $\tau$ :

$$E_{\text{FUN},\tau} = E_{\text{FU},\tau} - E_{\text{TU},\tau} \quad (7)$$

where  $E_{\text{FUN},\tau}$  has a minimum value of 0.

NOTE – Either  $E_{\text{TUN},\tau}$  or  $E_{\text{FUN},\tau}$  will always be 0. By using net energy quantities rather than gross energy, the utility grid is considered as either a net load or a net energy source during the reporting period.

- e) The total system input energy:

$$E_{\text{in},\tau} = E_{\text{A},\tau} + E_{\text{BU},\tau} + E_{\text{FUN},\tau} + E_{\text{FSN},\tau} \quad (8)$$

- f) The total system output energy:

$$E_{\text{use},\tau} = E_{\text{L},\tau} + E_{\text{TUN},\tau} + E_{\text{TSN},\tau} \quad (9)$$

- g) The fraction of the energy from all sources which was contributed by the PV array:

$$F_{\text{A},\tau} = E_{\text{A},\tau} / E_{\text{in},\tau} \quad (10)$$

- h) The efficiency with which the energy from all sources is transmitted to the loads:

$$\eta_{\text{LOAD}} = E_{\text{use},\tau} / E_{\text{in},\tau} \quad (11)$$

## 8.3 BOS component performance

The BOS efficiency only includes energy conversion efficiency; such things as array tracking error and PCU maximum power point tracking error are excluded.

Pour chaque composant du système, le bilan énergétique sur la période de suivi peut être déterminé à partir du cumul des énergies à l'entrée et à la sortie du composant concerné. Le rendement énergétique du composant est égal au quotient de l'énergie en sortie sur l'énergie en entrée.

Le rendement total des composants « hors champ » est donné par la formule

$$\eta_{BOS} = (E_{L,\tau} + E_{TSN,\tau} - E_{FSN,\tau} + E_{TUN,\tau} - E_{FUN,\tau}) / (E_{A,\tau} + E_{BU,\tau}) \quad (12)$$

Pour des systèmes PV hybrides et des systèmes connectés au réseau électrique, dans lesquels  $E_{L,\tau}$  est inférieur à  $E_{A,\tau} \times \eta_{BOS}$  ainsi que pour tous les systèmes PV autonomes,  $\eta_{LOAD}$  est égal à  $\eta_{BOS}$ . Pour des systèmes connectés au réseau électrique dans lesquels  $E_{L,\tau}$  est supérieur à  $E_{A,\tau} \times \eta_{BOS}$ ,  $\eta_{LOAD}$  sera supérieur à  $\eta_{BOS}$  du fait que le réseau apparaît au système PV comme une source d'énergie parfaite, c'est-à-dire exempte de perte.

Le rendement du dispositif de stockage d'énergie ainsi que toute modification de la quantité d'énergie stockée dans celui-ci au cours de la période de suivi affecteront  $E_{FS,\tau}$  et  $E_{TS,\tau}$ .

- a) Pour les périodes de suivi prolongées, au cours desquelles  $E_{TS,\tau}$  et  $E_{FS,\tau}$  sont beaucoup plus importantes que la capacité de stockage d'énergie du dispositif (d'un facteur supérieur à 10), l'énergie nette qui est ajoutée au dispositif ou qui en est retirée peut être supposée avoir un effet négligeable sur les calculs de performance du système. Toute différence entre  $E_{TS,\tau}$  et  $E_{FS,\tau}$  est alors principalement due au rendement du dispositif de stockage. En conséquence, il convient de supprimer  $E_{TS,\tau}$  et  $E_{FS,\tau}$  de toutes les équations pour inclure le rendement du dispositif avec les valeurs  $\eta_{LOAD}$  et  $\eta_{BOS}$ . Cette condition s'applique tout particulièrement lorsque les périodes de suivi durent plusieurs mois. L'effet maximal possible sur les valeurs  $E_{TS,\tau}$  ou  $E_{FS,\tau}$  cumulées, du fait de la variation réelle de l'énergie stockée dans le dispositif peut être calculé à partir du quotient de la capacité de stockage du dispositif sur  $E_{TS,\tau}$  ou  $E_{FS,\tau}$ .
- b) Pour des périodes de suivi courtes, au cours desquelles la capacité de stockage d'énergie du dispositif est bien supérieure à  $E_{TS,\tau}$  et  $E_{FS,\tau}$  (d'un facteur supérieur à 10), le rendement du dispositif de stockage peut être supposé comme ayant un effet négligeable sur les calculs des performances du système. Toute différence entre  $E_{TS,\tau}$  et  $E_{FS,\tau}$  est alors principalement due à la variation de la quantité d'énergie stockée dans le dispositif. En conséquence,  $E_{TS,\tau}$  et  $E_{FS,\tau}$  deviennent des termes importants des calculs de performance du système. Cette condition est typique des périodes de suivi de quelques jours seulement.

L'influence spécifique du rendement du dispositif sur  $E_{TS,\tau}$  et  $E_{FS,\tau}$  peut être calculée à partir des valeurs mesurées de son rendement.

## 8.4 Indices de performances du système

Des systèmes PV de différentes configurations et placés en des lieux différents peuvent être facilement comparés en évaluant des indices normalisés de performance tels que les rendements, les pertes et les efficacités. Les productibles sont des quantités d'énergie rapportées à une puissance nominale unitaire du champ photovoltaïque. Les rendements des systèmes sont rapportés à la surface du champ photovoltaïque. Les pertes sont les différences entre les productibles.

NOTE – Les indices de performance des systèmes raccordés au réseau électrique, autonomes et hybrides peuvent présenter des différences significatives dues à l'adaptation de charge et autres caractéristiques fonctionnelles particulières.

### 8.4.1 Rendements quotidiens moyens

La productivité journalière moyenne est égale au quotient des quantités d'énergie par la puissance crête nominale du champ installé  $P_0$  (en kW). Les rendements sont exprimés en unités de  $\text{kWh} \cdot \text{d}^{-1} \cdot \text{kW}^{-1}$  (ou  $\text{h} \cdot \text{d}^{-1}$ ) et indiquent la durée pendant laquelle il serait nécessaire que le champ de modules fonctionne à une puissance  $P_0$  pour fournir la quantité d'énergie mesurée. Les rendements indiquent le fonctionnement réel des champs de modules.

For each component in the system, the energy balance over the reporting period can be determined by summing the energy quantities into and out of the component. The component energy efficiency is the quotient of energy output over energy input.

The overall efficiency of the BOS components is given by

$$\eta_{\text{BOS}} = (E_{\text{L},\tau} + E_{\text{TUN},\tau} - E_{\text{FSN},\tau} - E_{\text{FUN},\tau}) / (E_{\text{A},\tau} + E_{\text{BU},\tau}) \quad (12)$$

For PV hybrid systems and utility grid-connected systems where  $E_{\text{L},\tau}$  is less than  $E_{\text{A},\tau} \times \eta_{\text{BOS}}$ , and for all PV stand-alone systems,  $\eta_{\text{LOAD}}$  equals  $\eta_{\text{BOS}}$ . For utility grid-connected systems where  $E_{\text{L},\tau}$  is greater than  $E_{\text{A},\tau} \times \eta_{\text{BOS}}$ ,  $\eta_{\text{LOAD}}$  will be greater than  $\eta_{\text{BOS}}$  because the utility appears as a loss-less energy source to the PV system.

Both the efficiency of the energy storage device and the change in the amount of energy stored in the device over the reporting period will affect  $E_{\text{FS},\tau}$  and  $E_{\text{TS},\tau}$ .

- a) For long reporting periods in which  $E_{\text{TS},\tau}$  and  $E_{\text{FS},\tau}$  are much greater than the device's energy storage capacity (by more than a factor of 10), the net energy added to or removed from the device can be assumed to have a negligible effect on the system performance calculations. Any difference between  $E_{\text{TS},\tau}$  and  $E_{\text{FS},\tau}$  is then primarily due to the efficiency of the device. As a result,  $E_{\text{TS},\tau}$  and  $E_{\text{FS},\tau}$  should be deleted from all equations to include the device's efficiency with the  $\eta_{\text{LOAD}}$  and  $\eta_{\text{BOS}}$  values. This condition is typical when reporting periods are of several months. The maximum possible effect on the accumulated  $E_{\text{TS},\tau}$  or  $E_{\text{FS},\tau}$  due to the actual change in the energy stored in the device can be calculated from the quotient of the device's storage capacity over  $E_{\text{TS},\tau}$  or  $E_{\text{FS},\tau}$ .
- b) For short reporting periods in which the energy storage capacity of the device is much greater than  $E_{\text{TS},\tau}$  and  $E_{\text{FS},\tau}$  (by more than a factor of 10), the efficiency of the device can be assumed to have a negligible effect on the system performance calculations. Any difference between  $E_{\text{TS},\tau}$  and  $E_{\text{FS},\tau}$  is then primarily due to the change in the amount of energy stored in the device. As a result,  $E_{\text{TS},\tau}$  and  $E_{\text{FS},\tau}$  become important terms in the system performance calculations. This condition is typical when reporting periods are of only a few days. The typical effect on  $E_{\text{TS},\tau}$  and  $E_{\text{FS},\tau}$  due to the efficiency of the device can be calculated from known measurements of the device's efficiency.

## 8.4 System performance indices

PV systems of different configurations and at different locations can be readily compared by evaluating their normalised system performance indices such as yields, losses and efficiencies. Yields are energy quantities normalised to rated array power. System efficiencies are normalised to array area. Losses are the differences between yields.

NOTE – The performance indices of grid-connected, stand-alone and hybrid systems can differ significantly due to load matching and other unique operating characteristics.

### 8.4.1 Daily mean yields

Daily mean yields are the quotient of energy quantities over the installed array's rated output power  $P_0$  (kW). The yields have units of  $\text{kWh}\cdot\text{d}^{-1}\cdot\text{kW}^{-1}$  (or  $\text{h}\cdot\text{d}^{-1}$ ) and indicate the amount of time during which the array would be required to operate at  $P_0$  to provide a particular monitored energy quantity. Yields indicate actual array operation relative to its rated capacity.

- a) Le ratio «productivité du champ»  $Y_A$  représente l'énergie quotidienne produite par kW installé:

$$Y_A = E_{A,d} / P_0 = \tau_r \times (\Sigma_{\text{day}} P_A) / P_0 \quad (13)$$

Le symbole  $\Sigma_{\text{day}}$  représente la sommation pour le jour concerné. Ce rendement représente le nombre d'heures par jour pendant lequel le champ photovoltaïque devrait fonctionner à sa puissance de sortie nominale  $P_0$  pour que son apport au système tel qu'il était mesuré soit le même que l'énergie quotidienne du champ photovoltaïque (qui est égal à  $\tau_r \times (\Sigma_{\text{day}} P_A)$ ).

- b) Le ratio «taux de couverture photovoltaïque unitaire»  $Y_f$  représente la contribution relative du champ photovoltaïque à l'ensemble de l'énergie produite par le système complet, par kW installé:

$$Y_f = Y_A \times \eta_{\text{LOAD}} \quad (14)$$

Cette valeur exprime la durée quotidienne pour que le champ photovoltaïque, fonctionnant à sa puissance nominale  $P_0$ , contribue pour une même part à l'énergie quotidienne délivrée.

- c) Le ratio «nombre d'heures solaires équivalentes»  $Y_r$  se calcule en divisant l'exposition énergétique journalière globale dans le plan du champ photovoltaïque par l'éclairement de référence utilisé pour les modules  $G_{l,\text{ref}}$  (en  $\text{kW}\cdot\text{m}^{-2}$ ):

$$Y_r = \tau_r \times (\Sigma_{\text{day}} G_l) / G_{l,\text{ref}} \quad (15)$$

Ce ratio représente la durée quotidienne nécessaire à l'éclairement de référence pour fournir la même exposition énergétique globale que celle mesurée. Si  $G_{l,\text{ref}} = 1 \text{ kW}\cdot\text{m}^{-2}$ , l'exposition énergétique dans le plan des modules, exprimée en  $\text{kWh}\cdot\text{m}^{-2}\cdot\text{d}^{-1}$ , a alors la même valeur numérique que l'énergie correspondante nominale produite par le champ exprimé en  $\text{kWh}\cdot\text{d}^{-1}\cdot\text{kW}^{-1}$ . Ainsi,  $Y_r$  serait, en fait, le nombre d'heures d'ensoleillement de référence équivalent ( $\text{h}\cdot\text{d}^{-1}$ ).

#### 8.4.2 Déperditions normalisées

Les déperditions normalisées sont calculées par soustraction à partir des ratios précédents. Elles sont également exprimées en unités de  $\text{kWh}\cdot\text{d}^{-1}\cdot\text{kW}^{-1}$  (ou  $\text{h}\cdot\text{d}^{-1}$ ) et indiquent la quantité de temps dont les panneaux auraient besoin pour fonctionner à leur puissance nominale  $P_0$  pour compenser les pertes.

- a) Les déperditions «de captation du champ»  $L_c$  représentent les pertes dues au fonctionnement du champ ou du système:

$$L_c = Y_r - Y_A \quad (16)$$

- b) Les déperditions  $L_{\text{BOS}}$ , représentent les pertes dans les composants «hors champ PV»

$$L_{\text{BOS}} = Y_A \times (1 - \eta_{\text{BOS}}) \quad (17)$$

- c) L'indice de performance,  $R_p$ , représente l'impact global des pertes dû à la température des panneaux, l'utilisation partielle de l'exposition énergétique incidente, ou aux imperfections et défaillances des composants du système sur la puissance nominale du champ:

$$R_p = Y_f / Y_r \quad (18)$$

#### 8.4.3 Rendement du système

- a) Le rendement moyen du champ pour la période de suivi,  $\tau$ , est défini par:

$$\eta_{A,\text{mean}, \tau} = E_{A, \tau} / (A_a \times \tau_r \times \Sigma_{\tau} G_l) \quad (19)$$

où  $A_a$  est la surface totale du champ.

- a) The array yield  $Y_A$  is the daily array energy output per kW of installed PV array:

$$Y_A = E_{A,d} / P_0 = \tau_r \times (\Sigma_{\text{day}} P_A) / P_0 \quad (13)$$

The symbol  $\Sigma_{\text{day}}$  denotes the summation for the day. This yield represents the number of hours per day that the array would need to operate at its rated output power  $P_0$  to contribute the same daily array energy to the system as was monitored (which equals  $\tau_r \times (\Sigma_{\text{day}} P_A)$ ).

- b) The final PV system yield  $Y_f$  is the portion of the daily net energy output of the entire PV plant which was supplied by the array per kW of installed PV array:

$$Y_f = Y_A \times \eta_{\text{LOAD}} \quad (14)$$

This yield represents the number of hours per day that the array would need to operate at its rated output power  $P_0$  to equal its monitored contribution to the net daily load.

- c) The reference yield  $Y_r$  can be calculated by dividing the total daily in-plane irradiation by the module's reference in-plane irradiance  $G_{l,\text{ref}}$  ( $\text{kW}\cdot\text{m}^{-2}$ ):

$$Y_r = \tau_r \times (\Sigma_{\text{day}} G_l) / G_{l,\text{ref}} \quad (15)$$

This yield represents the number of hours per day during which the solar radiation would need to be at reference irradiance levels in order to contribute the same incident energy as was monitored. If  $G_{l,\text{ref}} = 1 \text{ kW}\cdot\text{m}^{-2}$ , then the in-plane irradiation in units of  $\text{kWh}\cdot\text{m}^{-2}\cdot\text{d}^{-1}$  is numerically equal to a corresponding nominal array energy output in units of  $\text{kWh}\cdot\text{d}^{-1}\cdot\text{kW}^{-1}$ . Thus  $Y_r$  would be, in effect, the number of peak sun-hours per day ( $\text{h}\cdot\text{d}^{-1}$ ).

#### 8.4.2 Normalized losses

Normalized losses are calculated by subtracting yields. Losses also have units of  $\text{kWh}\cdot\text{d}^{-1}\cdot\text{kW}^{-1}$  (or  $\text{h}\cdot\text{d}^{-1}$ ) and indicate the amount of time during which the array would be required to operate at its rated power  $P_0$  to provide for the losses.

- a) The "array capture" losses  $L_C$  represents the losses due to array operation:

$$L_C = Y_r - Y_A \quad (16)$$

- b) The BOS losses  $L_{\text{BOS}}$  represents the losses in the BOS components:

$$L_{\text{BOS}} = Y_A \times (1 - \eta_{\text{BOS}}) \quad (17)$$

- c) The performance ratio  $R_P$  indicates the overall effect of losses on the array's rated output due to array temperature, incomplete utilisation of the irradiation, and system component inefficiencies or failures:

$$R_P = Y_f / Y_r \quad (18)$$

#### 8.4.3 System efficiencies

- a) The mean array efficiency over the reporting period  $\tau$  is defined by:

$$\eta_{A,\text{mean}, \tau} = E_{A, \tau} / (A_a \times \tau_r \times \Sigma_{\tau} G_l) \quad (19)$$

where  $A_a$  is the overall array area.

Cette valeur représente le rendement moyen de conversion énergétique du champ, qui est utile en vue d'une comparaison avec le rendement  $\eta_{A0}$  (à puissance nominale  $P_0$ ). La différence observée provient des pertes dans les diodes, le câblage et par défauts d'adaptation ainsi que l'énergie perdue suite au fonctionnement de l'installation.

b) Le rendement global de l'installation PV durant la période de contrôle,  $\tau$ , est défini par:

$$\eta_{\text{tot},\tau} = \eta_{A\text{mean},\tau} \times \eta_{\text{LOAD}} \quad (20)$$

#### 8.4.4 Rendements, pertes et efficacités mensuelles ou annuelles

Les rendements moyens, mensuels ou annuels peuvent être déterminés en utilisant l'énergie correspondante du champ photovoltaïque dans l'équation (13) ( $E_{A,m}$  pour mensuel ou  $E_{A,y}$  pour annuel) et la période de sommation qui convient ( $\Sigma_m$  pour des sommations mensuelles ou  $\Sigma_y$  pour des sommations annuelles). Le ratio «productivité du champ» serait exprimé en unités de  $\text{h}\cdot\text{m}^{-1}$  pour les rendements mensuels ou  $\text{h}\cdot\text{y}^{-1}$  pour les rendements annuels.

Des rendements  $Y_f$ , des rendements de référence  $Y_r$ , des pertes et des efficacités mensuels ou annuels similaires peuvent être déterminés en utilisant le rendement de champ photovoltaïque et des périodes de sommation appropriés dans les équations (14) à (20). Il est admis d'inclure d'autres facteurs de qualités de fonctionnement mensuels ou annuels pour satisfaire aux besoins des divers utilisateurs.

This efficiency represents the mean energy conversion efficiency of the PV array, which is useful for comparison with the array efficiency  $\eta_{A0}$  at its rated power,  $P_0$ . The difference in efficiency values represents diode, wiring, and mismatch losses as well as energy wasted during plant operation.

b) The overall PV plant efficiency over the reporting period  $\tau$  is defined by:

$$\eta_{\text{tot},\tau} = \eta_{A\text{mean},\tau} \times \eta_{\text{LOAD}} \quad (20)$$

#### 8.4.4 Monthly or annual yields, losses and efficiencies

The monthly or annual mean yields can be determined by using the appropriate array energy in equation (13) ( $E_{A,m}$  for monthly or  $E_{A,y}$  for annual), and the appropriate summation period ( $\Sigma_m$  for monthly or  $\Sigma_y$  for annual summations). The array yield would have units of  $\text{h}\cdot\text{m}^{-1}$  for monthly yield or  $\text{h}\cdot\text{y}^{-1}$  for annual yield.

Similar monthly or annual yields  $Y_f$ , reference yields  $Y_r$ , losses and efficiencies can be determined by using the proper array yield and summation periods in equation (14) through (20). Other monthly or annual performance factors may be included to satisfy the user requirements.

## Annexe A (informative)

### Méthode suggérée de contrôle du système d'acquisition de données

Un système d'acquisition de données, à l'exclusion des capteurs, peut être contrôlé en appliquant les signaux d'entrée simulés spécifiés ci-dessous ou par d'autres moyens convenus entre le fabricant et le client. Il convient d'effectuer cette vérification tous les deux ans. Il convient d'étalonner les capteurs individuellement de manière appropriée.

Les voies des équipements d'acquisition de données peuvent être contrôlées séparément ou simultanément.

#### A.1 Types de signaux d'entrée à contrôler:

- éclairement;
- température ambiante;
- tension, courant et puissance pour chaque composant d'installation PV.

#### A.2 Vérification de la linéarité de la réponse

Ce contrôle doit être effectué sur des voies d'entrée analogiques auxquelles est appliqué un processus d'étalonnage linéaire. Un signal c.c. constant doit être appliqué aux bornes d'entrée. La différence entre le résultat mesuré par le système d'acquisition de données et les produits de la valeur du signal d'entrée par le coefficient de linéarité (facteur d'étalonnage) doit être inférieure à  $\pm 1$  % de la pleine échelle du système d'acquisition de données. Il convient d'appliquer cette procédure à des signaux d'entrée dont la valeur représente 0 %, 20 %, 40 %, 60 %, 80 % et 100 % de cette pleine échelle. Si les entrées sont amenées à recevoir des signaux positifs et négatifs, la même procédure doit être appliquée sur les valeurs négatives.

Si des erreurs supérieures à  $\pm 1$  % de la pleine échelle sont constatées, alors le facteur d'étalonnage sera corrigé par le programme ou l'ordinateur puis re-vérifié.

#### A.3 Contrôle de la stabilité

Ce contrôle doit être effectué sur toutes les voies d'entrées analogiques. Un signal c.c. constant de 100% de l'échelle globale sera appliqué sur les bornes d'entrée pendant 6 h. La variation de la valeur mesurée de ce signal doit rester à  $\pm 1$  % de l'échelle globale. Si la variation du signal d'entrée dépasse  $\pm 0,2$  %, les résultats doivent être compensés en utilisant un voltmètre d'une exactitude de mesure meilleure que  $\pm 0,2$  %.

#### A.4 Contrôle des valeurs cumulées

Ce contrôle doit être effectué sur les voies d'entrée pour lesquelles les valeurs doivent être traitées par des opérations du type moyenne ou intégrale. Un signal d'entrée de forme d'onde rectangulaire ayant une amplitude  $Z_m$  doit être appliqué sur la voie concernée et les valeurs mesurées doivent être intégrées sur une période de temps  $\tau_d$  (il est recommandé que cette période soit d'au moins 6 h). Il est bon que l'amplitude  $Z_m$  sur chaque voie soit le niveau d'entrée maximal délivré par le capteur. Les résultats obtenus doivent être égaux à  $Z_m \times \tau_d \pm 1$  %. L'amplitude du signal et sa durée doivent être contrôlés par des instruments de mesure ayant une exactitude de mesure de  $\pm 0,5$  %.

## **Annex A** (informative)

### **A suggested method of checking the data acquisition system**

A data acquisition system excluding sensors can be checked by applying the simulated input signals specified below, or by other means agreed upon between the manufacturer and the customer. A check should be made every two years. Sensors should be calibrated individually in an appropriate manner.

The channels of the data acquisition equipment can be checked separately or at the same time.

#### **A.1 Types of input signals to be checked**

- irradiance;
- ambient temperature;
- voltage, current and power for each component of the PV plant.

#### **A.2 Check of linear response**

This check is to be performed on analogue input channels on which a linear scaling operation is applied. A constant d.c. signal shall be applied to the input terminals. The difference between the result measured by the data acquisition system and the products of the input signal value and scaling factor shall be less than  $\pm 1$  % of the full scale of the data acquisition system. This procedure should be performed at input signals of 0 %, 20 %, 40 %, 60 %, 80 %, and 100 % of full scale. If the inputs are specified for bipolar signals, negative signals shall also be applied in the same way.

If errors greater than 1 % of full scale are detected, then the scale factor should be corrected by software or hardware and re-verified.

#### **A.3 Check of stability**

This check is to be performed on all analogue input channels. A constant d.c. signal of 100 % of full scale shall be applied to the input terminals for 6 h. The fluctuation of the measured value of this signal shall be kept within  $\pm 1$  % of full scale. Should the fluctuation of the input signal exceed  $\pm 0,2$  %, the results shall be compensated by using a voltmeter with an accuracy better than  $\pm 0,2$  %.

#### **A.4 Check of integration**

This check is to be performed on input channels from which measurements are to be processed using an averaging or integrating operation. An input signal of a rectangular wave having an amplitude  $Z_m$  shall be applied to the channel and its measured values integrated over time period  $\tau_d$  (recommended to be at least 6 h). The amplitude  $Z_m$  for each channel is recommended to be the maximum input level expected from the sensor. The results obtained shall be equal to  $Z_m \times \tau_d \pm 1$  %. The amplitude and time period shall be monitored by measuring instruments with a  $\pm 0,5$  % precision.

### **A.5 Contrôle du zéro sur les valeurs cumulées**

Ce contrôle doit être effectué sur les voies d'entrée pour lesquelles les valeurs doivent être traitées par des opérations du type moyenne ou d'intégrale. La voie d'entrée doit être court-circuitée et ses valeurs mesurées doivent être intégrées sur une période de temps  $\tau_d$  d'au moins 6 h. Le résultat doit être inférieur à  $\pm 1\%$  de  $Z_m \times \tau_d$  où  $Z_m$  est tel que défini à l'article A.4.

### **A.6 Contrôle de l'intervalle d'intégration**

A l'étude.



### **A.5 Check of zero value integrals**

This check is to be performed on input channels from which measurements are to be processed using an averaging or integrating operation. The channel shall be short-circuited, and its measured values integrated over time period  $\tau_d$  of at least 6 h. The result shall be less than  $\pm 1$  % of  $Z_m \times \tau_d$  where  $Z_m$  is defined in A.4.

### **A.6 Check of integrating interval**

Under consideration.

---

LICENSED TO MECON Limited. - RANCHI/BANGALORE  
FOR INTERNAL USE AT THIS LOCATION ONLY, SUPPLIED BY BOOK SUPPLY BUREAU.



**Standards Survey**

The IEC would like to offer you the best quality standards possible. To make sure that we continue to meet your needs, your feedback is essential. Would you please take a minute to answer the questions overleaf and fax them to us at +41 22 919 03 00 or mail them to the address below. Thank you!

Customer Service Centre (CSC)

**International Electrotechnical Commission**

3, rue de Varembé  
1211 Genève 20  
Switzerland

or

Fax to: **IEC/CSC** at +41 22 919 03 00

Thank you for your contribution to the standards-making process.

**A Prioritaire**

Nicht frankieren  
Ne pas affranchir



Non affrancare  
No stamp required

**RÉPONSE PAYÉE**

**SUISSE**

Customer Service Centre (CSC)  
**International Electrotechnical Commission**  
3, rue de Varembé  
1211 GENEVA 20  
Switzerland



**Q1** Please report on **ONE STANDARD** and **ONE STANDARD ONLY**. Enter the exact number of the standard: (e.g. 60601-1-1)

.....

**Q2** Please tell us in what capacity(ies) you bought the standard (tick all that apply). I am the/a:

- purchasing agent
- librarian
- researcher
- design engineer
- safety engineer
- testing engineer
- marketing specialist
- other.....

**Q3** I work for/in/as a: (tick all that apply)

- manufacturing
- consultant
- government
- test/certification facility
- public utility
- education
- military
- other.....

**Q4** This standard will be used for: (tick all that apply)

- general reference
- product research
- product design/development
- specifications
- tenders
- quality assessment
- certification
- technical documentation
- thesis
- manufacturing
- other.....

**Q5** This standard meets my needs: (tick one)

- not at all
- nearly
- fairly well
- exactly

**Q6** If you ticked NOT AT ALL in Question 5 the reason is: (tick all that apply)

- standard is out of date
- standard is incomplete
- standard is too academic
- standard is too superficial
- title is misleading
- I made the wrong choice
- other .....

**Q7** Please assess the standard in the following categories, using the numbers:

- (1) unacceptable,
- (2) below average,
- (3) average,
- (4) above average,
- (5) exceptional,
- (6) not applicable

- timeliness.....
- quality of writing.....
- technical contents.....
- logic of arrangement of contents .....
- tables, charts, graphs, figures.....
- other .....

**Q8** I read/use the: (tick one)

- French text only
- English text only
- both English and French texts

**Q9** Please share any comment on any aspect of the IEC that you would like us to know:

.....  
 .....  
 .....  
 .....  
 .....  
 .....  
 .....  
 .....  
 .....  
 .....





Enquête sur les normes

La CEI ambitionne de vous offrir les meilleures normes possibles. Pour nous assurer que nous continuons à répondre à votre attente, nous avons besoin de quelques renseignements de votre part. Nous vous demandons simplement de consacrer un instant pour répondre au questionnaire ci-après et de nous le retourner par fax au +41 22 919 03 00 ou par courrier à l'adresse ci-dessous. Merci !

Centre du Service Clientèle (CSC)

**Commission Electrotechnique Internationale**

3, rue de Varembé  
1211 Genève 20  
Suisse

ou

Télécopie: **CEI/CSC** +41 22 919 03 00

Nous vous remercions de la contribution que vous voudrez bien apporter ainsi à la Normalisation Internationale.

**A Prioritaire**

Nicht frankieren  
Ne pas affranchir



Non affrancare  
No stamp required

**RÉPONSE PAYÉE**

**SUISSE**

Centre du Service Clientèle (CSC)  
**Commission Electrotechnique Internationale**  
3, rue de Varembé  
1211 GENÈVE 20  
Suisse



**Q1** Veuillez ne mentionner qu'**UNE SEULE NORME** et indiquer son numéro exact:  
(ex. 60601-1-1)  
.....

**Q2** En tant qu'acheteur de cette norme, quelle est votre fonction?  
(cochez tout ce qui convient)  
Je suis le/un:

- agent d'un service d'achat
- bibliothécaire
- chercheur
- ingénieur concepteur
- ingénieur sécurité
- ingénieur d'essais
- spécialiste en marketing
- autre(s).....

**Q3** Je travaille:  
(cochez tout ce qui convient)

- dans l'industrie
- comme consultant
- pour un gouvernement
- pour un organisme d'essais/ certification
- dans un service public
- dans l'enseignement
- comme militaire
- autre(s).....

**Q4** Cette norme sera utilisée pour/comme  
(cochez tout ce qui convient)

- ouvrage de référence
- une recherche de produit
- une étude/développement de produit
- des spécifications
- des soumissions
- une évaluation de la qualité
- une certification
- une documentation technique
- une thèse
- la fabrication
- autre(s).....

**Q5** Cette norme répond-elle à vos besoins:  
(une seule réponse)

- pas du tout
- à peu près
- assez bien
- parfaitement

**Q6** Si vous avez répondu PAS DU TOUT à Q5, c'est pour la/les raison(s) suivantes:  
(cochez tout ce qui convient)

- la norme a besoin d'être révisée
- la norme est incomplète
- la norme est trop théorique
- la norme est trop superficielle
- le titre est équivoque
- je n'ai pas fait le bon choix
- autre(s) .....

**Q7** Veuillez évaluer chacun des critères ci-dessous en utilisant les chiffres  
(1) inacceptable,  
(2) au-dessous de la moyenne,  
(3) moyen,  
(4) au-dessus de la moyenne,  
(5) exceptionnel,  
(6) sans objet

- publication en temps opportun .....
- qualité de la rédaction.....
- contenu technique .....
- disposition logique du contenu .....
- tableaux, diagrammes, graphiques, figures .....
- autre(s) .....

**Q8** Je lis/utilise: (une seule réponse)

- uniquement le texte français
- uniquement le texte anglais
- les textes anglais et français

**Q9** Veuillez nous faire part de vos observations éventuelles sur la CEI:

.....  
.....  
.....  
.....  
.....  
.....



LICENSED TO MECON Limited. - RANCHI/BANGALORE  
FOR INTERNAL USE AT THIS LOCATION ONLY, SUPPLIED BY BOOK SUPPLY BUREAU.

ISBN 2-8318-4610-2



9 782831 846101

---

ICS 27.180

---